

## RESULTADOS PRELIMINARES DE UMA MICRO PLANTA DE COGERAÇÃO DE 100 KVA A GÁS NATURAL

### Edson Bazzo

Universidade Federal de Santa Catarina  
Departamento de Engenharia Mecânica  
Laboratório de Combustão e Engenharia de Sistemas Térmicos  
ebazzo@emc.ufsc.br

### Alexandre Ryoiti Takahashi

Universidade Federal de Santa Catarina  
Departamento de Engenharia Mecânica  
Laboratório de Combustão e Engenharia de Sistemas Térmicos  
takahashi@labcet.ufsc.br

### Luis Danobeytia

Universidade Federal de Santa Catarina  
Departamento de Engenharia Mecânica  
Laboratório de Combustão e Engenharia de Sistemas Térmicos  
danobeytia@labcet.ufsc.br

**Resumo.** Resultados preliminares de um sistema compacto de cogeração instalado no Hospital Universitário da Universidade Federal de Santa Catarina são apresentados considerando-se a geração de energia elétrica em horário de ponta e aquecimento de água com o calor residual dos gases de exaustão e camisas dos cilindros de um grupo moto-gerador a gás natural de 100 kVA. A energia elétrica gerada alimenta a rede interna do hospital, basicamente para atender carga de iluminação e acionamento de motores da casa de máquinas. A água quente é armazenada na temperatura de 60°C para uso geral no hospital. Testes preliminares apontam para um bom desempenho do sistema, com rendimento global em torno de 70%. O custo da instalação foi da ordem de R\$ 165.100,00, com prazo de retorno estimado em 33 meses e taxa interna de retorno de 36%. Estudos foram realizados considerando-se incluídos os custos de instalação de um sistema de suprimento de gás natural veicular, com capacidade de armazenamento para 225 Nm<sup>3</sup> e pressão de 250 bar.

*Palavras chave:* Cogeração, Grupo moto-gerador, Gás natural, Energia elétrica.

### 1. Introdução

O reconhecimento recente da geração distribuída, como alternativa eficaz para ampliar o parque nacional de geração de energia elétrica, reduz barreiras históricas das empresas distribuidoras, criando bases para um crescimento seguro, bem como garantindo confiabilidade e melhorando as condições de uso do sistema elétrico pelos consumidores de energia. Da mesma forma, considerando a nova realidade do setor elétrico brasileiro, a utilização de sistemas de cogeração reduz custos energéticos por atender necessidades de energia térmica associadas à energia elétrica. Além disso, permite a redução na demanda e na energia elétrica contratada pela empresa, bem como garante independência e a segurança no seu abastecimento. Considerando a política governamental de ampliar a participação do gás natural na matriz energética brasileira, os benefícios da cogeração como tecnologia eficiente para geração de energia, evidentemente, dependem da disponibilidade de equipamentos adequados, de qualidade e de custo competitivo no mercado, notadamente de turbinas, moto-geradores, caldeiras de recuperação e máquinas de refrigeração por absorção.

Embora a passos lentos, ainda envolvendo poucas empresas, o Brasil inicia participação no mercado de moto-geradores a gás natural, caldeiras de recuperação e máquinas de refrigeração por absorção. Na UFSC, estudos vêm sendo realizados desde o ano de 2000 com a participação de alunos e professores do departamento de Engenharia Mecânica em sistemas compactos de cogeração, envolvendo recursos da FINEP, CNPq e da Rede Gás Energia, criando competência na área, oportunidades para o desenvolvimento de componentes nacionais e visando, sobretudo, a independência tecnológica e uso racional de energia.

Do ponto de vista internacional, o cenário é amplamente favorável à geração distribuída. Na União Européia, a sua contribuição tem sido crescente a partir de 1995, com uma participação de 10% do total gerado e projeções de atingir 21% até o ano 2015. Nos Estados Unidos o crescimento da capacidade instalada em pequenas instalações de cogeração, utilizando gás natural como fonte primária de energia, tem registrado um aumento de 10.000 MW em 1980 para 80.000 MW em 2004. As perspectivas de consumo de gás natural para efeitos de geração e cogeração apresentam uma marcada tendência ao crescimento, com 300 bilhões m<sup>3</sup> consumidos em 1980 e projeção para aproximadamente 2100 bilhões m<sup>3</sup> até o ano de 2030. A contribuição de pequenas unidades cogedoras a gás natural, no setor terciário, tem sido de 0,7 bilhões de kWh em 2003 e uma projeção de atingir 2,7 bilhões de kWh para o ano 2025 (International Energy Agency,

2004). Na China, a potência instalada em 2002 foi de 360.000 MW, com uma participação de 8.000 MW em geração distribuída. O cenário na Índia no ano 2002 foi parecido, registrando-se uma participação de 13.000 MW instalados em pequenas unidades de geração distribuída frente a 117.000 MW da potencia instalada total.

Ao se projetar plantas de cogeração, a opção por moto-geradores como acionador primário é geralmente adotada, por representar uma alternativa compatível com os perfis de demanda térmica e elétrica típicas de hospitais (Orlando, 1996). No presente trabalho, embora o sistema proposto não atenda a toda demanda do hospital universitário da UFSC (HU), o argumento apresentado por Orlando (1996) e estudos de um sistema de cogeração em pequena escala aplicado ao Hospital Universitário da UFSC (Matelli, 2004), norteou a decisão de se escolher o motor como acionador primário.

## 2. Descrição do sistema de cogeração

O sistema compacto de cogeração foi instalado na casa de máquinas do HU/UFSC e consiste de um moto-gerador a gás natural com capacidade nominal de 100 kVA (80 kWe), um painel com proteções elétricas e transferência em rampa da energia elétrica gerada com a rede interna e dois trocadores de calor, um deles voltado para a recuperação do calor residual dos gases de exaustão e outro para receber calor da água de arrefecimento do motor. A planta dispõe de uma central de gás natural engarrafado com capacidade de armazenamento de 225 Nm<sup>3</sup>, constituída de 9 cilindros, provida de um sistema de redução de pressão controlado por sistema anti-congelamento. A planta dispõe também de um reservatório de água quente, um medidor de vazão de água quente, tubulações e diversas válvulas de controle, segundo esquema mostrado na Figura 1. Os fluxos correspondentes estão descritos na Tabela 1. As especificações técnicas do grupo moto-gerador fornecidas pelo fabricante são apresentadas na Tabela 2.

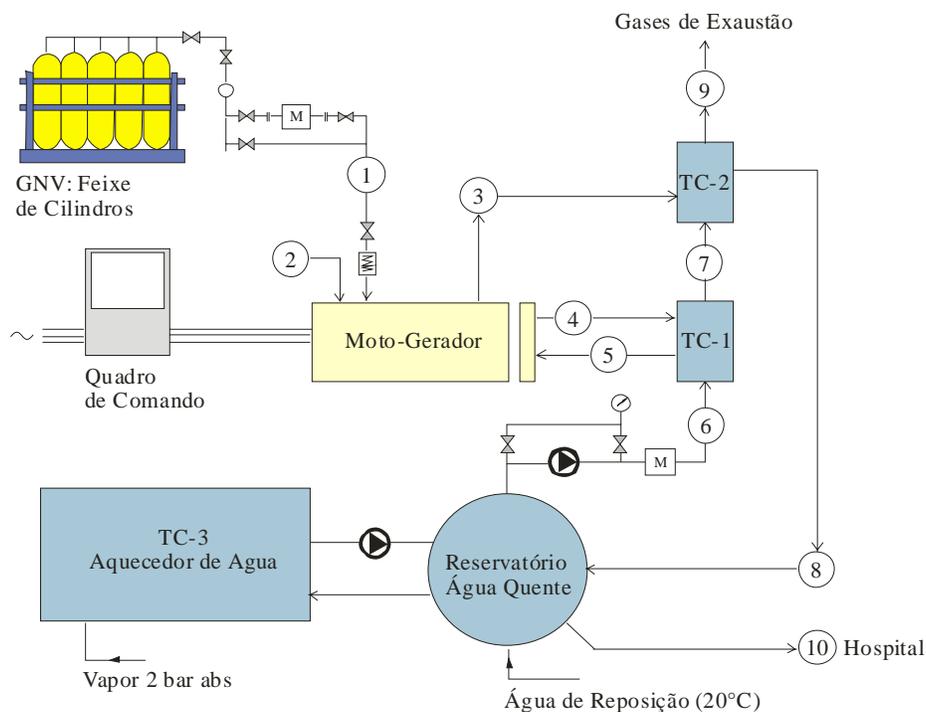


Figura 1- Configuração geral da planta de cogeração instalada no HU/UFSC.

Tabela 1- Fluxos correspondentes aos pontos identificados na Figura 1.

Local	Descrição
1	Gás natural
2	Ar ambiente
3	Gases de descarga do motor
4	Água de arrefecimento do motor
5	Retorno da água de arrefecimento
6	Entrada de água no primeiro trocador de calor
7	Água pré-aquecida no primeiro trocador de calor
8	Retorno de água quente para o reservatório
9	Gases de exaustão
10	Água de suprimento para o hospital

Tabela 2- Especificações técnicas do grupo moto-gerador.

Item	
Potência elétrica em plena carga (kWe)	80
Eficiência (baseada no PCI do gás natural)	0,29
Consumo de gás natural (Nm <sup>3</sup> /h)	27,3
Consumo de ar (Nm <sup>3</sup> /h)	36,7
Temperatura dos gases de exaustão (°C)	556
Calor trocado pelo sistema de arrefecimento (kW)	80
Temperatura do líquido do sistema de arrefecimento (°C)	82

### 3. Formulação termodinâmica e cálculos preliminares

A formulação termodinâmica ficou restrita à análise de Primeira Lei da Termodinâmica e princípio de conservação da massa para a condição de regime permanente, desprezando-se as variações de energia cinética e potencial. De acordo com Çengel and Boles, 2002, tem-se:

$$\dot{Q} - \dot{W} = \sum \dot{m}_s h_s - \sum \dot{m}_e h_e \quad (1)$$

$$\sum \dot{m}_e = \sum \dot{m}_s \quad (2)$$

onde  $Q$  representa o calor trocado,  $W$  a potência de eixo,  $m_s$  a vazão mássica na saída,  $m_e$  a vazão mássica na entrada,  $h_s$  a entalpia específica na saída e  $h_e$  a entalpia específica na entrada de cada componente do sistema analisado.

O problema é resolvido para a condição de carga ajustada para 80 kWe, levando-se em conta o consumo de combustível, os dados de vazão e de temperaturas correspondentes aos fluxos de gases de exaustão e da água quente requerida para consumo diário pelo hospital, com o objetivo central de reunir subsídios para análise de viabilidade econômica da planta. Toda a análise se sustenta na operação do grupo moto-gerador em horário de ponta, durante três horas, produzindo aproximadamente 240 kWh diária de energia elétrica e água quente suficiente para atender o consumo diário do hospital de até 60 m<sup>3</sup> na temperatura de 60 °C. Nessa condição, considerando  $T_{Amb}$  a temperatura ambiente igual à temperatura da água de reposição, a energia térmica total requerida para aquecimento da água consumida no hospital pode ser calculada por

$$Q_{agua} = m_{AQ} \cdot c_p \cdot (T_{AQ} - T_{Amb}) \quad (3)$$

sendo  $m_{AQ}$  a massa correspondente de água requerida para consumo ( $\rho = 983 \text{ kg/m}^3$ ),  $c_p$  o calor específico e  $T_{AQ}$  a temperatura requerida para consumo.

A economia de óleo combustível atualmente utilizado na caldeira está associada ao consumo de vapor no aquecedor de água instalado na casa de máquinas do HU. Estimando o consumo de vapor saturado na pressão de 2 bar abs e perdas de 3% de calor das paredes do aquecedor para o ambiente, tem-se

$$\dot{m}_{vapor} = \frac{\dot{m}_{AQ} \cdot c_p \cdot (60 - 20)}{0,97 \cdot h_{lv}} \quad (4)$$

sendo  $h_{lv}$  a entalpia de condensação e  $m_{vapor}$  o consumo médio de vapor ( $m_{vapor} = 393 \text{ kg/h}$ ) para aquecer a água de 20°C para 60°C, considerando-se 12 horas diárias de operação. Finalmente, levando-se em conta o poder calorífico inferior do óleo combustível,  $P_{ci} = 40.128 \text{ kJ/kg}$ , rendimento térmico da caldeira atual de 80% e temperatura de retorno de condensado para a caldeira de vapor igual a 50°C, tem-se

$$\dot{m}_{oleo} = \frac{\dot{m}_{vapor} \cdot (h_v - h_l)}{\eta \cdot P_{ci}} \quad (5)$$

sendo  $h_v$  a entalpia do vapor,  $h_l$  a entalpia do água de alimentação e  $m_{oleo}$  o consumo correspondente de óleo combustível. Considerando-se 12 horas de operação, a economia de óleo combustível é de aproximadamente 86 kg/dia.

#### 4. Análise de viabilidade econômica

A planta instalada no hospital universitário opera em horário de ponta e é abastecida por gás natural veicular (GNV) fornecido em postos de abastecimento. Esta central de GNV engarrafado foi desenvolvida para atender a planta compacta de cogeração até que o campus da UFSC seja atendido pelo gasoduto da concessionária local. Desta forma, a análise de viabilidade econômica da planta compacta de cogeração instalada foi feita levando em consideração dois cenários, um primeiro com a planta sendo abastecida por GNV engarrafado e um segundo sendo suprida por GN fornecido pela concessionária local. No segundo cenário, considera-se a classe tarifária amarela (TG1). A classe tarifária de energia elétrica do HU é a horo-zonal verde (A4). Os preços do gás natural e da energia elétrica estão mostrados na Tabela 3.

Tabela 3- Tarifas de gás natural (SCGÁS, 2006) e energia elétrica (CELESC, 2006).

Gás natural	R\$/m <sup>3</sup>	Energia elétrica	R\$/kWh
Posto de GNV	1,33	Horário de ponta	1,21
Concessionária local	1,16	Fora de ponta	0,19

O custo de instalação da planta de cogeração está apresentado na Tabela 4. Este custo representa o investimento inicial.

Tabela 4- Investimento inicial da planta de cogeração instalada.

Item	Descrição	Quant.	Custo (R\$)
01	Grupo moto-gerador com sistema de proteções e paralelismo	01	69.400,00
02	Trocadores de calor	02	4.000,00
03	Cesto de cilindros de GNV	01	28.900,00
04	Carreta de transporte do cesto de cilindros	01	31.800,00
05	Distribuição de GNV e redução de pressão	01	5.000,00
06	Sistemas de aquecimento de água	01	11.000,00
07	Obras civis	-	10.000,00
08	Materiais elétricos	-	5.000,00
<b>Total</b>			<b>165.100,00</b>

A atratividade dos investimentos é avaliada através da *TIR* – Taxa interna de retorno, Eq. (6), onde *R* é a receita anual, *I* corresponde ao investimento inicial e *n* é o período de investimento (Lapponi, 2000). Foi considerado neste trabalho um período de investimento inicial igual a 20 anos.

$$-I + \sum_{n=1}^{20} \frac{R}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (6)$$

A planta opera 3 horas por dia em horário de ponta e 248 dias por ano. Os resultados obtidos com a planta compacta de cogeração instalada atualmente estão apresentados na Tabela 5. Nesta situação é apresentada a despesa com o transporte do cesto de cilindros para abastecimento.

Tabela 5- Fluxo de caixa e TIR.

Descrição	Receita anual (R\$)	Despesa anual (R\$)
Energia elétrica	72.042,96 (+)	
Gás natural		26.993,58 (-)
Óleo combustível evitado	18.856,56 (+)	
Transporte dos cilindros		2.400,00 (-)
Manutenção		1.200,00 (-)
<b>Total</b>	<b>60.305,94 (+)</b>	
	<b>TIR</b>	<b>38%</b>

O custo de instalação da planta de cogeração foi de R\$ 165.100,00. As despesas anuais somam R\$ 30.593,58 e a economia anual é de R\$ 72.042,96 com energia elétrica no horário de ponta e R\$ 18.856,56 com óleo combustível utilizado na caldeira, correspondendo ao tempo de 33 meses como prazo de retorno do capital investido na central de cogeração. A taxa interna de retorno é de 36%.

Avaliando a planta sendo atendida pela concessionária local de gás natural verifica-se que o investimento inicial seria da ordem de R\$ 104.400,00. As despesas anuais da planta somam R\$ 24.722,40 e a economia anual é de R\$ 72.042,96 com energia elétrica no horário de ponta e R\$ 18.856,56 com óleo combustível utilizado na caldeira,

correspondendo ao tempo de 19 meses como prazo de retorno do capital investido na central de cogeração. Neste caso, a taxa interna de retorno é de 63%. Note que para esta situação o custo do GN da concessionária local é menor do que o GNV disponível em postos de combustíveis, o que faz com que as despesas anuais sejam menores. O fluxo de caixa e a TIR estão mostrados na Tabela 6.

Tabela 6- Fluxo de caixa e TIR.

Descrição	Receita anual (R\$)	Despesa anual (R\$)
Energia elétrica	72.042,96 (+)	
Gás natural		23.522,40 (-)
Óleo combustível evitado	18.856,56 (+)	
Manutenção		1.200,00 (-)
<b>Total</b>	<b>68.089,08 (+)</b>	
	<b>TIR</b>	<b>63%</b>

A Figura 2 mostra a evolução da TIR em relação ao custo do MWh para a situação atual onde a planta é suprida pelo GNV utilizando o cesto de cilindros e para a situação onde a planta é suprida por GN fornecido pela concessionária local.

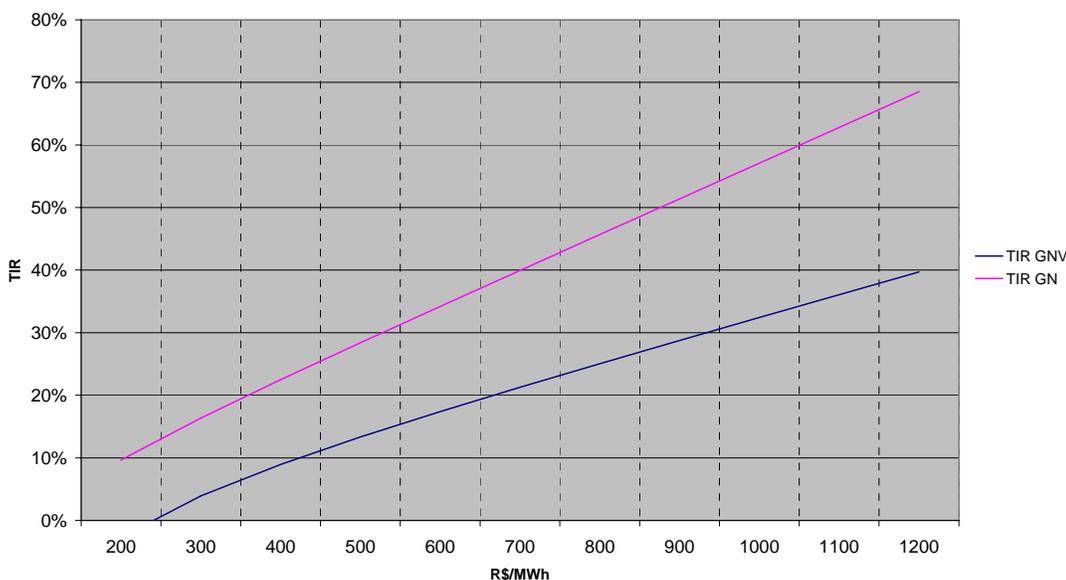


Figura 2- TIR associada a planta de cogeração para diferentes valores de tarifa elétrica.

A planta de cogeração só contribui para produção de água quente durante as três horas que opera em horário de ponta, durante 248 dias ao ano. Mesmo dispondo de reservatório isolado, o sistema implantado não é capaz de atender o consumo diário total de água quente do HU.

## 5. Conclusão

Grupos moto-geradores a gás natural, operando no modo cogeração para produção de energia elétrica e água quente, com possibilidade ainda de produzir água gelada em máquinas de refrigeração por absorção, se apresentam como uma boa alternativa para uso racional de energia através da geração distribuída, em mesmo em local onde o gás natural canalizado ainda não foi disponibilizado.

O custo de instalação da planta compacta de cogeração no HU foi de R\$ 165.100,00. As despesas anuais da planta somam R\$ 30.593,58 podendo propiciar uma economia anual de R\$ 72.042,96 com energia elétrica no horário de ponta e R\$ 18.856,56,52 com óleo combustível utilizado na caldeira. Considerando, portanto, operação em horário de ponta, o retorno esperado é de 33 meses e a TIR de 36%, apontando positivamente para a viabilidade do investimento. No caso da planta de cogeração suprida por GN canalizado pela concessionária local, verifica-se uma alta viabilidade de implantação deste sistema. Neste caso, o tempo de retorno do investimento cai para 19 meses e a TIR fica em torno de 63%.

Vale ressaltar que plantas de cogeração a gás natural causam menor impacto ambiental. A substituição de óleo combustível por gás natural, conforme descrito neste trabalho, promove uma queima mais limpa, isenta de fuligem e com uma menor emissão de gases poluentes.

## 6. Agradecimentos

Os autores agradecem à FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos, do Ministério da Ciência e Tecnologia, pelo suporte financeiro concedido ao projeto, através do Projeto CT-Infra: Programa de Racionalização do Uso da Energia, Convênio N° 0.1.02.0023.00.

## 7. Referências

- Celesc – Centrais Elétricas de Santa Catarina, “Serviços ao cliente: tabela de preços”. Apresenta as tarifas de energia elétrica vigentes no estado de Santa Catarina. Disponível em <<http://www.celesc.com.br/atendimento/precos.php>>. Acesso em 02 junho 2006.
- Çengel and Boles, “Thermodynamics: an Engineering Approach”, 4<sup>th</sup> ed, McGraw Hill 2002.
- Lapponi, J.C., “Projetos de investimento: construção e avaliação de fluxo de caixa”, 1a edição, Lapponi Treinamento e Editora Ltda, São Paulo, Brasil.
- Matelli, J. A., Francisco Jr, R. W. e Bazzo, E., Estudo de Pré-Viabilidade Econômica de uma Planta de Cogeração de Pequena Escala para Uso no Hospital da UFSC, Rio Oil&Gás 2004 – Expo and Conference, IBP – Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás, Rio de Janeiro, Outubro/2004;
- Matelli, J. A., Francisco Jr, R. W. e Bazzo, E., Simulação de um Sistema de Cogeração em Pequena Escala Aplicado no Hospital Universitário da UFSC, ENCIT 2004 - 10<sup>o</sup> Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering; Braz. Soc. of Mechanical Sciences and Engineering - ABCM, Rio de Janeiro, Novembro/2004;
- Orlando, J. A, 1996, “Cogeneration System Guide”, ASHRAE, Atlanta, EUA.
- SCGÁS – Companhia de Gás de Santa Catarina, “Serviços on-line para clientes e fornecedores”. Apresenta as tarifas de gás natural vigentes no estado de Santa Catarina. Disponível em <<http://www.scgas.com.br/e-business/tarifas.asp>>. Acesso em 02 junho 2006.

## PRELIMINARY RESULTS OF A 100 kVA SMALL SCALE NATURAL GAS COGENERATION PLANT

### Edson Bazzo

Federal University of Santa Catarina  
Department of Mechanical Engineering  
Laboratory of Combustion and Thermal System Engineering  
88.040-900 Florianópolis, SC Brazil  
[ebazzo@emc.ufsc.br](mailto:ebazzo@emc.ufsc.br)

### Alexandre Ryoiti Takahashi

Federal University of Santa Catarina  
Department of Mechanical Engineering  
Laboratory of Combustion and Thermal System Engineering  
88.040-900 Florianópolis, SC Brazil  
[takahashi@labcet.ufsc.br](mailto:takahashi@labcet.ufsc.br)

### Luis Danobeytia

Federal University of Santa Catarina  
Department of Mechanical Engineering  
Laboratory of Combustion and Thermal System Engineering  
88.040-900 Florianópolis, SC Brazil  
[danobeytia@labcet.ufsc.br](mailto:danobeytia@labcet.ufsc.br)

**Abstract:** Preliminary results related to a small scale cogeneration plant are presented. The cogeneration plant is based on a 100 kVA natural gas internal combustion engine for electricity generation during peak period of three hours and water heating up to 60°C, as required by the hospital of Federal University of Santa Catarina. Two heat exchangers are used for water heating, for partially recovering the residual energy associated to the exhausting gases and engine water refrigeration. The global efficiency was found to be around 70%. The cogeneration plant proved to be economically very attractive to supply both the electrical energy and hot water. Considering the current investment of about R\$ 165,100 and the corresponding operational costs, a pay back up to 33 months for an internal rate of return of about 36% were found. A natural gas supply system of 225 N/m<sup>3</sup> at 250 bar of pressure was also considered for analysis.

**Keywords:** Cogeneration, Natural gas, Power generation, Electrical energy.